

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2920 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)			
УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2920)(571.16)			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович		04.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	К.Т.Н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		03.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		03.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения разведочной скважины глубиной 2920 метров на нефтяном месторождении (Томская область).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1.2 ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Цементируемые пакеры	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Цементируемые пакеры	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	К.Т.Н.		02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

2. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
3. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
4. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Чекуров Дмитрий Александрович		02.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 9 рисунков, 54 таблиц, 42 литературных источника, 7 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, цементирующий пакер.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2920 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2920 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

БУ – буровая установка;

ГКС – гидравлический канал связи;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГТН – геолого-технический наряд;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

Введение	12
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения	13
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть проекта.....	17
2.1 Обоснование конструкции скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины	17
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.5 Выбор буровой установки	41
3 Цементируемые пакеры.....	43
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	48
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	48
5 Социальная ответственность.....	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	60
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	60
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	61
5.2 Производственная безопасность	62
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	63
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата	63
5.2.1.2 Превышение уровня шума.....	64
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	64
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	64
5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	65
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	66
5.2.2.1 Электробезопасность	66
5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность.....	67

5.3 Экологическая безопасность.....	68
5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны.....	68
5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы.....	68
5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	69
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
Заключение.....	72
Список использованных источников	75
Приложение А.....	79
Приложение Б.....	86
Приложение В.....	87
Приложение Г.....	92
Приложение Д.....	93
Приложение Е.....	97
Приложение Ж.....	103

Введение

При строительстве нефтяных и газовых скважин вопрос необходимости оптимальных решений стоит остро, так как решается ряд проблем от которых зависит рентабельность разработки месторождения, получения достоверных горно-геологических данных и сроков строительства.

В процессе анализа горно-геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности разреза. Разрез представлен нефтяным пластом, который сложен поровым коллектором. На протяженности всей скважины преимущественно выделяются мягкие и средние по твердости породы, в интервале 2260-2920 метров твердые породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов, алевролитов и углей. В интервале 0-690 метров наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности и стоит отметить, что продуктивный пласт, находится вблизи с водоносным горизонтом, это учитывается для дальнейшего недопущения межпластовых перетоков, за счет качественного цементирования интервала. Коллектор представлен нормальным поровым давлением с давлением насыщения 7,3 МПа. Техническая колонна не спускается, так как интервалов не совместимых по условию бурения не наблюдается. На протяжении всего участка бурения от 0-2555, 2900-2920 метров ожидаются поглощения бурового раствора, это стоит учитывать при проектировании параметров бурового раствора, чтобы избежать осложнений в процессе бурения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2920 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В специальной части был проведен анализ использования и особенности технологии цементировочных пакеров. Отражены достоинства и недостатки.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах А.1-А.3 приложения А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2920 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников.

По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 1.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 5 водоносными и 1 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2860-2895 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 40-100 м³/сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Индекс стратигра фическог о подраздел ения	Интервал, м		Тип коллекто ра	Плотность, кг/м³	Свобо дный дебит, м³/сут	Давле ние насыщ е-ния, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
J ₂ tm	2860	2895	Поровый	799 (п.у), 836 (п.д.)	40-100	7,3	–
Газоносность							
–	–	–	–	–	–	–	–
Водоносность							
Q + P	0	690	Поровый	0,001	20-300	–	Да. Минерализ. – 0,1-0,8 мг/л.
K _{1-2g}	690	1750	Поровый	0,001	195- 500	–	Нет. Минерализ. – 8-10 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 3385-5500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 17-24, HCO ₃ – 85-170 мг/л, Na ⁺ ,K ⁺ - 200- 3500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 33-73 мг/л, Ca ⁺⁺ - 180-340 мг/л
K ₁	1750	2555	Поровый	0,00101	100	–	Нет. Минерализ. – 10-17 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 9500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 160 мг/л, HCO ₃ - 300 мг/л, Na ⁺ ,K ⁺ - 8800 мг/л, Mg ⁺⁺ - 150 мг/л, Ca ⁺⁺ - 1500 мг/л
J ₃ J ₂₋₃ J ₁	2555	2900	Поровый	0,00125	3-46	–	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ 15000 мг/л, SO ₄ ⁻ - 320 мг/л, HCO ₃ – 800 мг/л, Na ⁺ ,K ⁺ - 9500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 120 мг/л, Ca ⁺⁺ - 800 мг/л
Pz	2900	2950	Трещино ватый	0,00103	15-50	–	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 16800 мг/л, SO ₄ ⁻ - 250 мг/л, HCO ₃ – 600 мг/л, Na ⁺ ,K ⁺ - 11000 мг/л, Mg ⁺⁺ - 250 мг/л, Ca ⁺⁺ - 460 мг/л

Таблица 2 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			пластового, (кгс/см ²)/м		порового, (кгс/см ²)/м		гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	40	—	0,100	—	0,100	—	0,200	—	0,200	0
N	40	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,220	3,9
P ₃	150	310	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,230	4,5
P ₂₊₃ tv	310	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	5,7
P ₁₋₂ ll	400	500	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	12
P ₁ tl	500	520	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	15,6
K ₂ gn	520	690	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	20,7
K ₂ slv	690	790	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	23,7
K ₂ ip	790	940	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28,2
K ₂ kz	940	960	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28,8
K ₁₋₂ pk	960	1750	0,100	0,101	0,100	0,101	0,200	0,180	0,230	0,230	52,5
K ₁ vt	1750	2170	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	65
K ₁ tr	2170	2260	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	67,8
K ₁ klm	2260	2555	0,101	0,102	0,101	0,102	0,180	0,170	0,230	0,230	76,6
K ₁ -J ₃ bg	2555	2570	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	77
J ₂₋₃ nn	2570	2650	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	79,5
J ₂ tm	2650	2900	0,102	0,103	0,102	0,103	0,170	0,160	0,230	0,230	87
Pz	2900	2950	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,230	0,230	89

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0-960, 90-2555, 2900-2950 метров ожидаются поглощения, поэтому рекомендуется бурить без увеличения плотности, вязкости, статическое напряжение сдвига бурового раствора над проектными значениями.

В интервале 0-960 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химическими реагентами.

Интервалы 0-1750, 2170-2260 метров характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость в контроле отклонений параметров бурового раствора от проектных, удовлетворительной очистке от выбуренной породы и ограничений по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

Интервалы 960-2555, 2860-2895 метров склонны к проявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости СПО.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

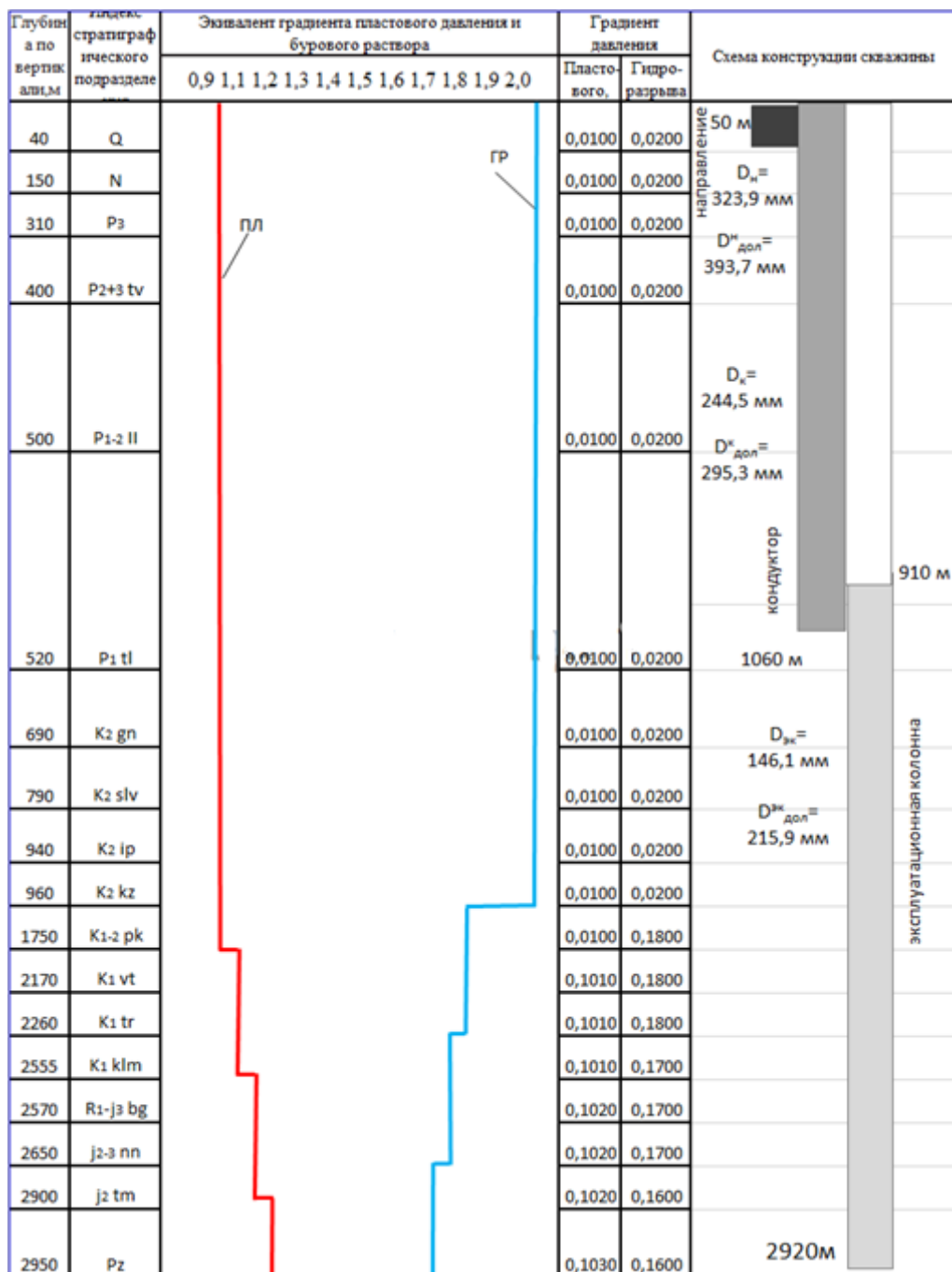


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом

посадки башмака в устойчивые горные породы.

Кондуктор спускается на глубину 1060 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-1010 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

Расчет производится согласно методике, представленной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1]. Исходные данные и результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета минимальных глубин спуска кондуктора

Имя пласта	Ю1
L _{кр}	2860
Г _{пл}	0,103
Г _{грп}	0,2
ρ _н	799
Расчетные значения	
Пластовое давление	294,58
L _{конд min}	1010
запас	1,09
Принимаемая глубина	1060

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2920 м.

С учетом вскрытия продуктивного пласта 2860-2895 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и

газовой промышленности [26] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м для нефтяной скважины, а именно в интервале 910-2920 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$.

$$P_{му} = 7,04 \text{ МПа.}$$

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ.**

ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5- 280/80x21.**

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	1060	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1060	2920	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2860	2895	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота шарошечного типа (для интервала бурения под направления) и PDC (для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну), так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–50	50–1060	1060–2920
1		2	3	4
Шифр долота		Ш393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC БИТ В 713МН
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Осевая нагрузка G, тс	Рекомендуемая	3-8	9–15	5-15
	Предельная	25	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы [1]:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-1060	1060-2920
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, тс	25,0	15,0	15,0
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	20,0	12,0	12,0
$G_{проект}$, тс	3,0	8,0	12,0

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$ – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [4], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Все результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-50	50-1060	1060-2920
1		2	3	4
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_d)		3,4	2,0	1,5
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9

Продолжение таблицы 7

Результаты проектирования			
1	2	3	4
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)	166	131	115
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{\text{стат}}$)	60	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{\text{проект}}$)	60	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому проектируемые частоты вращения применяются такими.

2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя, обеспечения производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-1060	1060-2920
1	2	3	4
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,4	1,25	1,15
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	0,011	0,0083	0,0042
Диаметр буровых труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ($d_{мах}$)	0,203	0,235	0,166

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{\text{нmax}}$)	0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (n)	3	5	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{\text{кпmin}}$)	0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{\text{кпmax}}$)	1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{р}}$)	1,2	1,15	1,08
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{\text{п}}$)	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	34	15
Q_2 , л/с	76	41	12
Q_3 , л/с	179	68	36
Q_4 , л/с	73	38	21
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	73-179	42-68	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	68	36

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора.

Для интервала бурения 50–1060 метров (интервал бурения под

кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице В.1 приложения В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	50-1060	240	9,975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	1060-2920	172	5,000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. КНБК выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в таблицах Г.1-Г.4 приложения Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность химических реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

$$\rho_{бр} = \frac{k \times P_{пл}}{g \times L} \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (1)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/см³;

L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200$ м $k \geq 1,10$, при $L > 1200$ м $k \geq 1,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Направление, интервал 0-50 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,18 \times 5 \times 10^6}{9,81 \times 50} = 1202,85 \left[\frac{кг}{м^3} \right],$$

Кондуктор, интервал 50-1060 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,15 \times 1060 \times 0,101 \times 10^6}{9,81 \times 1060} = 1184 \left[\frac{кг}{м^3} \right].$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1060-2920 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{\text{бр}} \frac{1,05 \times 2930 \times 0,103 \times 10^6}{9,81 \times 2930} = 1081,04 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения под направление м представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала 0-50 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов	
		кг	Направление	
			кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	61	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3643	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	59	3
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	24	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	489	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под кондуктор представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 50-1060 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов	
		кг	колонна эксплуатационная	
			кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	300	15

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	23144	24
Барит	утяжелитель	25	513	21
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	237	10
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	447	18
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	71	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	245	10
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1374	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	511	21

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1060-2920 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		кг	кг	уп
1	2	3	4	5
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	597	24
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	43427	44
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	506	20,24
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	833	34
Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	690	30

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2517	101
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1611	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	174	7
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	174	7

Технологические показатели растворов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,152
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,163
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,092
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2920 м представлен в таблицах Е.1–Е.4 приложения Е.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	50	Бурение	0,227	0,052	Периферийная	2	20	100,8	3,07
Под кондуктор									
50	1060	Бурение	0,911	0,093	Периферийная	64	15	89,6	4,24
Под эксплуатационную колонну									
1060	2930	Бурение	1,461	0,11	Периферийная	5	11,4	83,3	4,6
Отбор керна									
2855	2890	Отбор керна	0,765	0.058	Периферийная	2	11	111,1	4,28

Режим работы буровых насосов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	50	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	110	34,56	69,12
50	1060	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	110	31,68	63,36
1060	2930	Бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	125	36	36
2855	2890	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	150	266	0,75	110	21,12	21,12

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке Буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	Бурение	80,8	67,3	0	3,4	0,1	10
50	1060	Бурение	204	52,2	66,7	71,7	3,5	10
1060	2930	Бурение	203,3	47,6	29,2	85,2	28,3	10
2855	2890	Отбор керна	144,4	84,6	0	29,5	25,1	5,2

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2855-2900	PDC У9- 215,9/101,6 SCD- 4 СТ	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

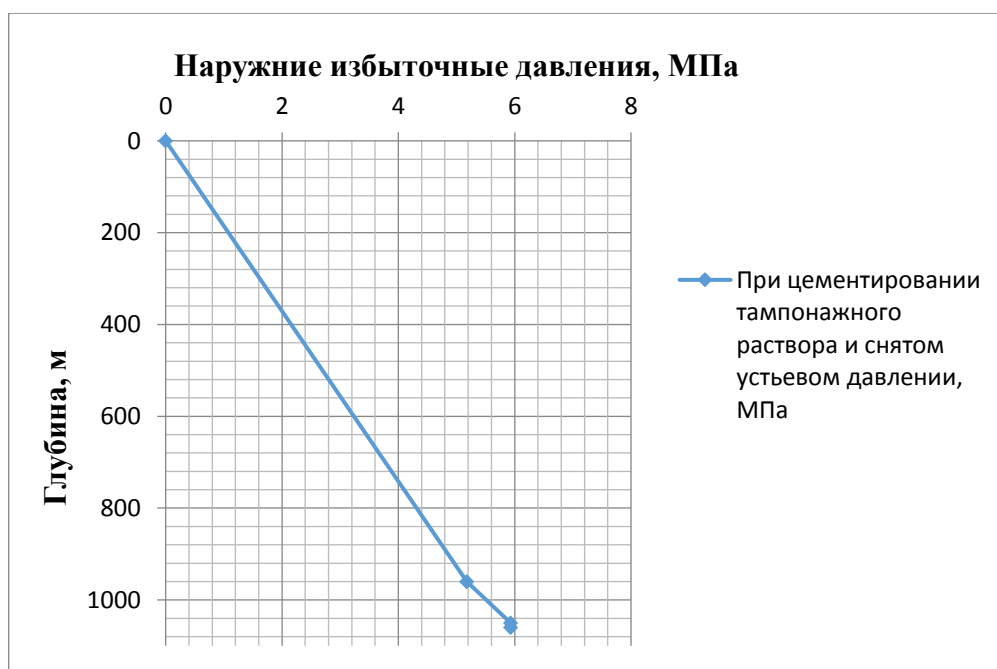


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3.

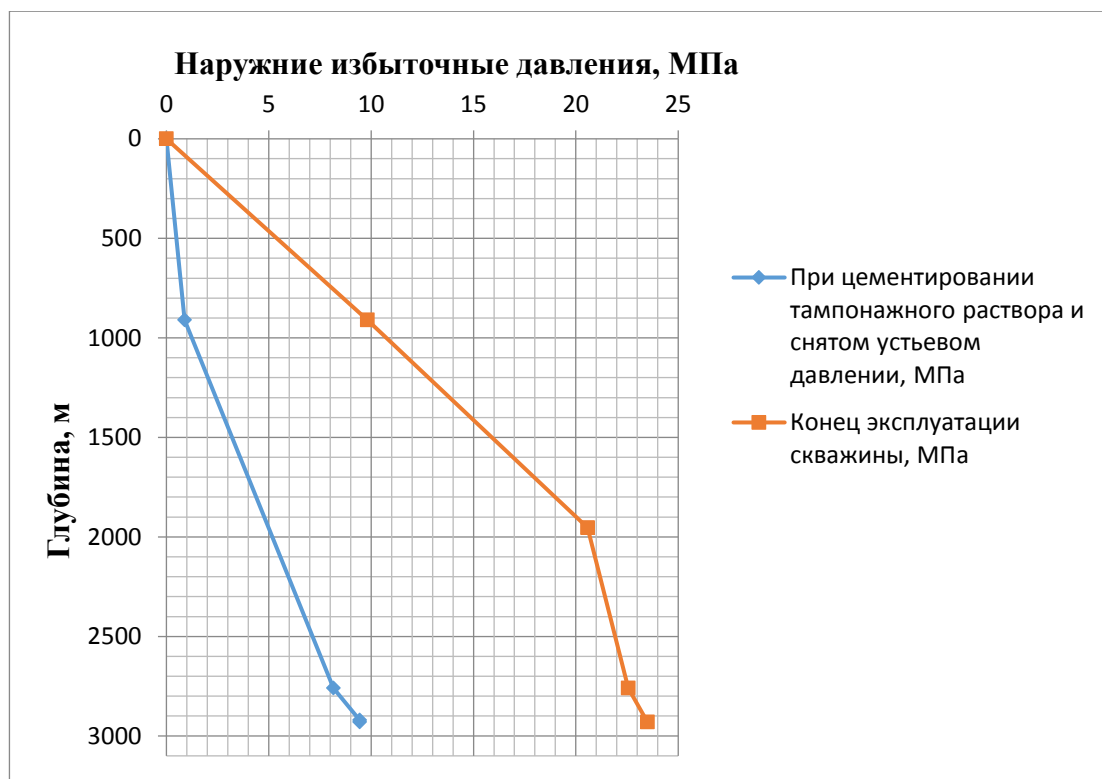


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

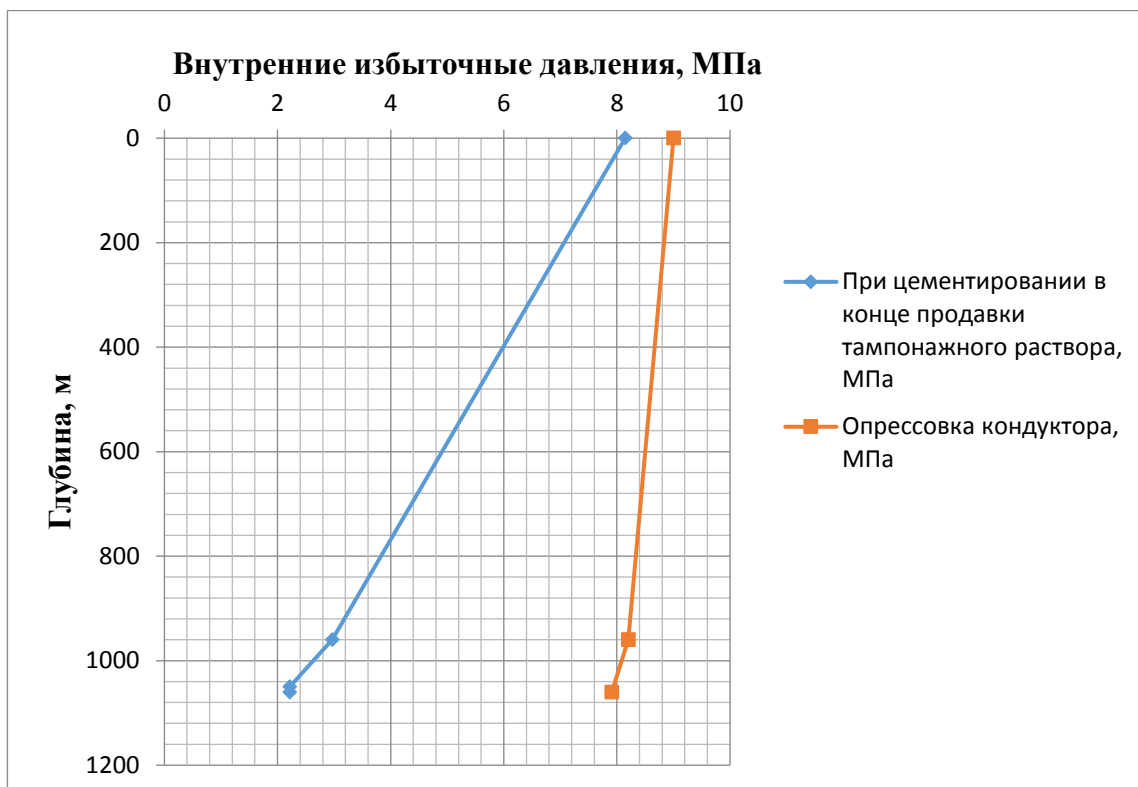


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

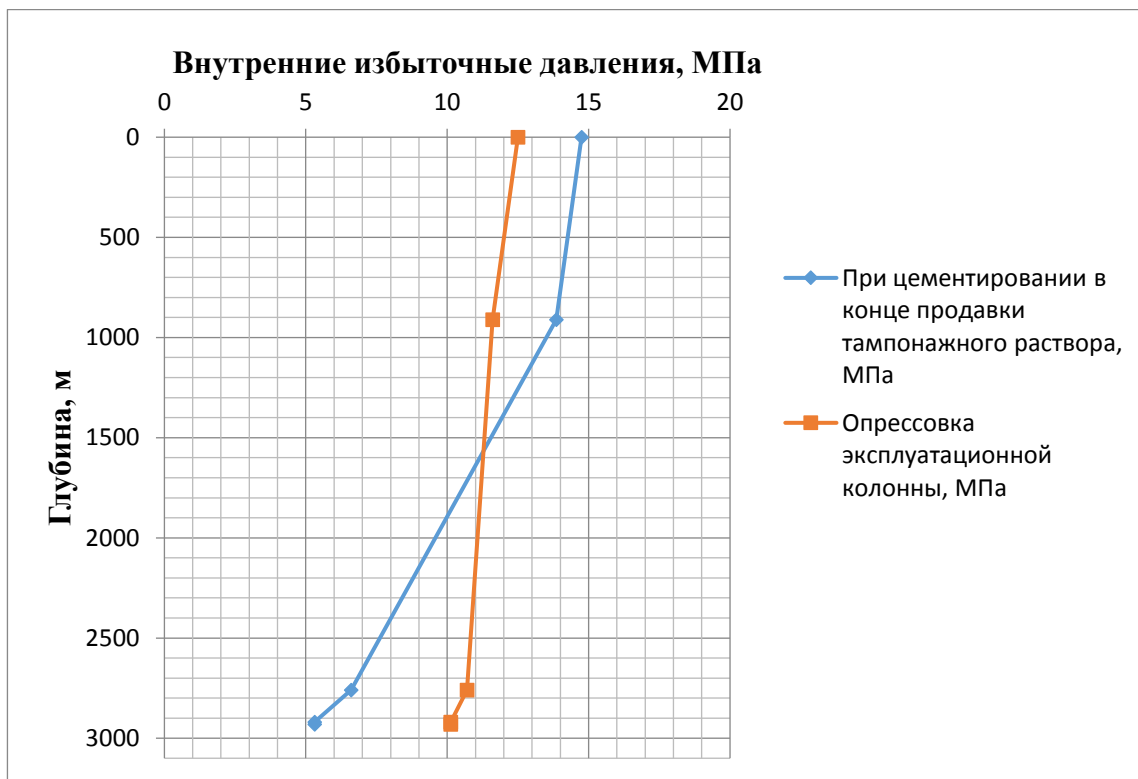


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1060	47,2	50032	50032	0-1060
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	110	29	3480	77945	2810-2930
2	ОТТМ	Д	7,7	2810	26,5	74465		0-2810

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	5	5
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1060	1060	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1050	1050	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	50	3	37
		50	1060	34	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	50	1060	50	50
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1050	1050	1	1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146	БКМ-146 «Нефтемаш»	2920	2920	1	1
	ЦКОДУ-146 «Нефтемаш»	2910	2910	1	1
	ЦПЦ 146/190 «Нефтемаш»	0	1060	21	83
		1060	2930	62	
	ЦТ 146/190 «Нефтемаш»	1060	2930	68	68
	ПРП-Ц-В 146 «Нефтемаш»	2900	2900	1	1
	ПРП-Ц-Н 146 «Нефтемаш»	2910	2910	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \times P_{гр}, \quad (2)$$

$$36,03 \text{ МПа} \leq 43,39 \text{ МПа}.$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,28	1,456	1100	6,52	1,304	МБП-СМ	101,92
		5,824			5,216	МБП-МВ	87,36
Продавочная жидкость	40,29		1000	40,29		-	40,3
Облегченный тампонажный раствор	56,4		1400	21,08		ПЦТ-III-О6(4-6)-150	46470
						НТФ	23,124
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,13		1820	2,47		ПЦТ - II - 150	5450
						НТФ	1,693

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата по формуле:

$$P_{ца} \geq P_{цг} \div 0,8, \quad (3)$$

где $P_{ца}$ – давление цементирующего агрегата, МПа;

$P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования, МПа.

$P_{цг}$ найденно при «Расчете обсадной колонны на прочность»

$$P_{ца} \geq 20,52. \quad (4)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115 мм.

Затем рассчитываем необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах по формуле:

$$m = G_{сyx} / G_б, \quad (5)$$

где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_б$ – вместимость бункера смесителя.

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 1.$$

Для облегченного

$$m=5.$$

Технологическая схема обвязки цементирующей техники приведена на рисунке 6.

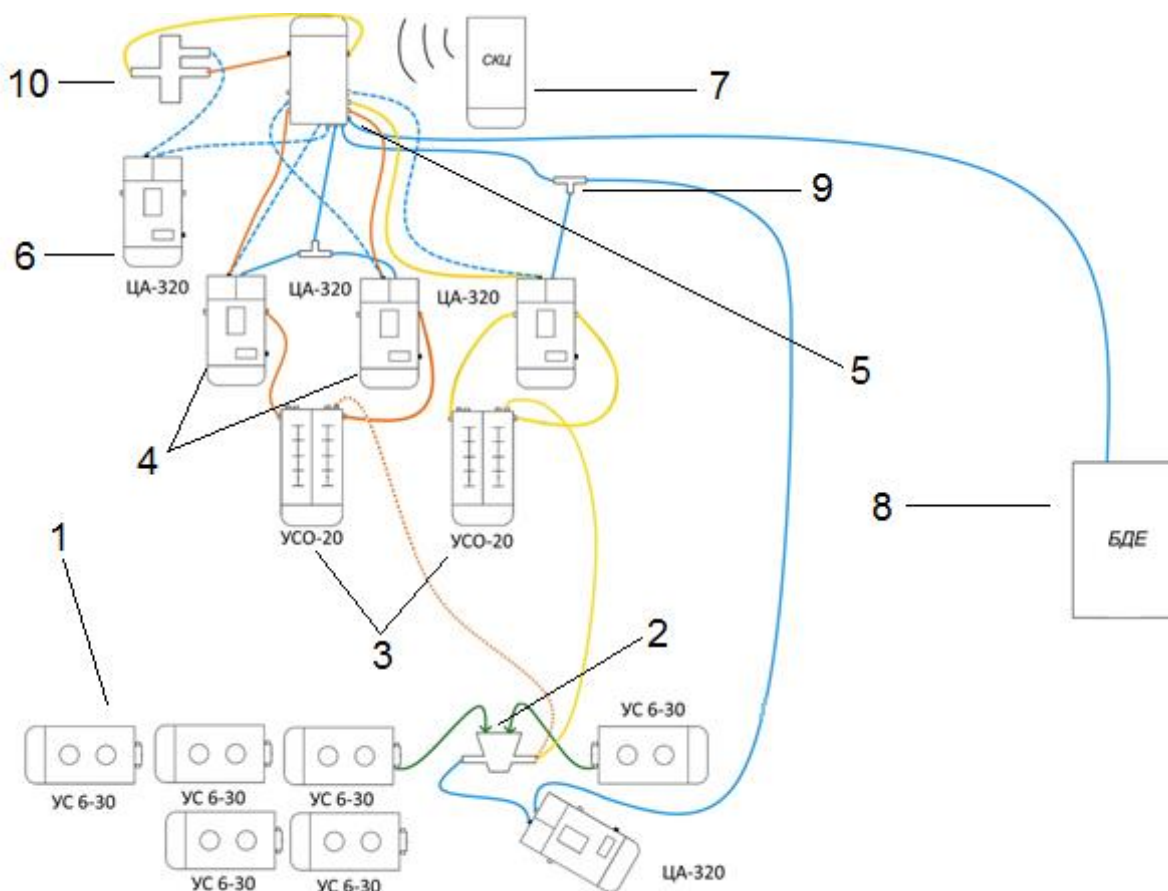


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – гидроворонка; 3 – осреднительная емкость УСО-20; 4 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 5 – блок манифольдов СИН-43; 6 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей; 9 – тройник; 10 – цементировочная головка; 11 – подводящая линия; 12 – автоцистерна.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется по формуле (6) для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \times P_{\text{пл}}}{g \times h} = 1102,45 \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{ж.г.}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [5] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$

- на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$);
- на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [5] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется по формуле (7) как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \times (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 80,6 \text{ м}^3 \quad (7)$$

где $V_{\text{ж.г.}}$ – объем жидкости глушения, м³;

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации при внештатных ситуациях.

Выбираем для установки арматуру фонтанную **АФ1-80/65х21**.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИЗ-95**.

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимального веса обсадной колонны, была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96,2	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	77,95	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	122,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Цементируемые пакеры

Цементируемый пакер – непосредственно устанавливают над продуктивным пластом во время манжетного цементирования для разобщения пластов.

В данный момент усердно прогрессирует технология изоляции межпластовых перетоков, разобщения пластов и другие виды работ. Во момент крепления скважин с применением так называемых набухающих пакеров, в которых уплотнительный элемент произведён из эластомера, способного расширяться в объеме при соприкосновении с некоторыми жидкостями.

Они производятся трех основных типов:

- пакеры, набухающие в воде;
- пакеры, набухающие в нефти;
- гибридные пакера (уплотнительный элемент разбухает, вступая в реакцию как с водой, растворами на водной основе, так и с нефтью, растворами на углеводородной основе).

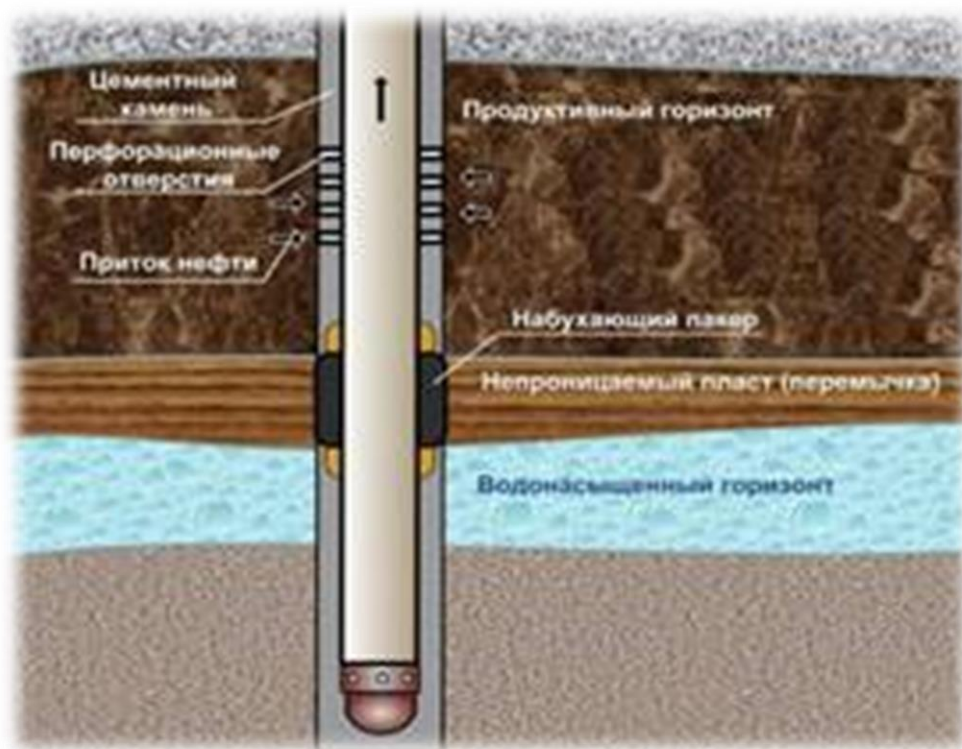


Рисунок 7 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Пакеры заколонные с разбухающим элементом (эластомером) предназначены для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства спущенной обсадной колонны с целью исключения возможности возникновения заколонных перетоков пластового флюида и других видов работ при креплении и эксплуатации скважин.

Когда эластомер вступает в связь с жидкостью разбухания, она впитывается в структуру эластомера. При проникании жидкости, эластомер расширяется в диаметре до того момента, пока пакер не соприкоснется со стенкой ствола скважины, или пока не заполнится пустота или канал в цементном камне. Набухание продолжается, реализуя внутреннее давление в эластомере. Непосредственно давление разбухания реализует стойкий к действию давления герметичный стык при подаче дифференциального давления.



Рисунок 8 – Пример эластомера набухающего

Размеры набухающего пакера определяются диаметром ствола скважины, диаметром компоновки заканчивания, а также возможностью подачи цементного раствора в область вокруг пакера. Длина эластомерного уплотнения определяется возможными скачками давления, которые могут проявляться в процессе добычи. Обычно наружный диаметр пакера на 9,5-10мм меньше диаметра открытого ствола скважины.

Во многих сферах использования, разбухающие пакеры могут

послужить более надёжным и простым средством разобщения пластов, в отличие от цементирования и перфорирования.

Разбухающие пакеры имеют огромное применение и дают весомый положительный эффект в операциях указанных ниже:

- Разобщение пластов
- Отвод потока
- Вызов притока в скважину
- Скважины с компьютерной системой управления добычей
- Раздельная добыча из нескольких горизонтов
- Оптимизация использования цементирования
- Гравийная среда
- Гидроразрыв пласта
- Гидро- и пароизоляция зон в скважине
- Расширяющийся обратный клапан
- Заканчивание скважины

Наполняемый за колонный пакер спускается в составе обсадной колонны и наполняется, создавая герметизацию кольцевого пространства между обсадной колонной и открытым стволом или предыдущей обсадной колонной. Его можно активизировать в следствии образования давления в обсадной колонне после посадки продавочной пробки или с использованием спускаемого на трубе инструмента для наполнения. Для наполнения используются вода, буровой или цементный раствор.



Рисунок 9 – Наполняемый за колонный пакер

Например, наполняемые пакеры CAP позволяют производить избирательное цементирование отдельных интервалов, т. е. дают возможность оставлять часть интервалов незацементированными, что позволяет значительно уменьшить загрязнение пласта цементным раствором и фильтратом.

Вывод

В ходе проделанной работы, можно сделать следующий вывод сравнивая эти два типа пакеров, набухающий в отличии от наливного, за счёт своих конструктивных особенностей, имеет большую вероятность преждевременного срабатывания. Однако наливной имеет более сложную конструкцию, что в свою очередь так же может сыграть свою роль, как минимум в формировании ценообразования, так как становится намного дороже чем разбухающий пакер. Наливные так же имеют меньший диаметр, что может положительно сказаться на спускоподъёмных операциях.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 23.

Таблица 23– Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м	2920
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1060 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2920 м
Буровая установка	БУ-2900/200-ЭПК-БМ
Оснастка талевого системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50 м	60 л/с
- в интервале 50-1060 м	55 л/с
- в интервале 1060-2920 м	40 л/с
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 112,2 м
Забойный двигатель (ВЗД):	
- в интервале 50-1060 м	ДГР-240.7/8.55
- в интервале 1060-2920 м	ДРУ2-172РС
- при отборе керна	PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,037	580
2	50	1060	1010	0,042	1650
3	1060	2920	1860	0,064	1380

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \times H, \quad (8)$$

где N – нормативное время на механическое бурение, ч;

T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \times 0,037 = 1,85 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов.

Результаты расчета нормативного времени бурения для остальных интервалов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,037	1,85
1010	0,042	42,42
1860	0,064	117,12
Итого		161,4

Далее производится расчет нормативного количества долот с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H \times П, \quad (9)$$

где n – нормативное количество долот;

$П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 580 = 0,086$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично.

Результаты расчета нормативного количества долот для остальных интервалов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
50	580	0,086
1010	1650	0,612
1830	1380	1,326
Итого на скважину		2,798

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;

– крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет нормы времени на СПО производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \times n_{\text{СПО}}, \quad (10)$$

где $T_{\text{СПО}}$ – норма времени на СПО;

$n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Исходные данные и результаты расчета нормативного времени на СПО, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета нормативного времени на СПО

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото,	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	393,7	580	11	24	0-50	0,0121	0,61
II	50-1060	295,3	1650	12	32	50-100	0,0124	0,62
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,61
						900-1060	0,0166	2,65
ИТОГО								14,44

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
III	1060-2890	215,9	380	12	32	1060-1100	0,0177	0,71
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0260	2,60
						2600-2700	0,0262	2,62
						2700-2800	0,0265	2,65
						2800-2890	0,0267	2,67
Итого								43,24

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- направление: $6 \times 1 = 6$ мин;
- кондуктор: $25 \times 1 = 25$ мин;
- эксплуатационная колонна: $75 \times 1 = 75$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч; кондуктора – 10 ч; эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где L_c – глубина спуска бурильного инструмента, м;

L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления глубина спуска бурильного инструмента составляет

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (12)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (13)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \times 2 + 15 = 17 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1060 - 10 = 1050 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 1050 - 25 = 1025 \text{ м;}$$

$$N = 1025 / 36 = 28,5 \approx 29 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 29 \times 2 + 15 = 73 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2920 - 10 = 2910 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 2910 - 25 = 2885 \text{ м;}$$

$$N = 2885 / 36 = 80,1 \approx 80 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 80 \times 2 + 15 = 175 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 18 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 43 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее

время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma=17 + 73 + 175+3 \cdot (17 + 17 + 42) = 493 \text{ мин} = 8,22 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,62 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 228,76 часов или 9,53 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$228,76 \times 0,066 = 15,1 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 228,76 + 15,1 + 25 = 268,86 \text{ ч} = 11,2 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа–и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 28.

Таблица 28 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 29.

Таблица 29 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 29:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле :

$$T_{пр} = T_n \times k, \quad (14)$$

где $T_{пр}$ – проектная продолжительность, ч;

T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (15)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение приведен в таблице Д.1 приложения Д.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
1	2	3	4
Бурение:	2,55	2,78	0,11
направление			

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:	3,56	3,92	0,16
направление			
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Д.2 приложения Д.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H / T_m, \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_m + T_{\text{спо}}), \quad (17)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

$$V_k = (H \times 720) / T_h, \quad (18)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (19)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины C_{clm} , руб

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (20)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2920
Продолжительность бурения, сут.	11,02
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра	54638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49[18]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Прямые затраты вычисляются по формуле:

$$ПЗ = М + 3ПС + ЭМ, \quad (21)$$

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;

3ПС – затраты на основную заработную плату рабочих;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону № 116 - ФЗ [20] относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [19]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего

Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в Федеральном законе № 426-ФЗ [21].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволит кратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

– выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10 % порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

– бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 32.

Таблица 32 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [23-24])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготов- ление	Эксплуа- тация	
1	2	3	4	5
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [28]

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [29] СНиП 23-05-95[30]
Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 [31] ГОСТ 12.4.026-2015[32]
Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [33]
Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [22] Статья 109 ТК РФ [19]

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 33.

Таблица 33 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [34], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330-2011 [35].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500 ° Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25 - 300 °	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500 °	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700 °	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров	100

5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [36] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.2.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [37]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;

- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны

указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;

- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [38] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим

отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2920 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать одноколонную конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа. Схема обвязки №5 является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Для рентабельного и эффективного строительства скважины одноколонной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Важную часть занимает разработка программы промывки, позволившая подобрать количество и оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора и свести к минимуму гидравлические потери в циркуляционной системе. Необходимо учитывать возможные осложнения при бурении интервалов, для этого были спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый раствор плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$ для разбуривания четвертичных отложения, с необоримостью контроля водоотдачи возлежание набухания, осыпей и обвалов. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор с плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ обеспечивающий все необходимые

требования, а именно: поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор с плотностью $1,08 \text{ г/см}^3$, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Для разведочной скважины особая роль отводится керноотборным снарядам и бурильным головкам, так как от них будет зависеть качество и объем выноса керна. При проектировании скважины проектируются бурильная головка PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ и трехсекционный керноотборный снаряд, способные отбирать керн в один рейс, что экономит время на СПО.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемой герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементировании эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки и моющей способности. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации ORION 73КЛ. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель КИИЗ-95, спускаемый на НКТ.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОК01-21-146x245 К1 ХЛ, ОП5- 280/80x21, АФ1-80/65x21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Более подробно рассмотрено применение цементируемых пакеров. Можно сделать следующий вывод сравнивая эти два типа пакеров, набухающий в отличие от наливного, за счёт своих конструктивных особенностей, имеет большую вероятность преждевременного срабатывания, однако наливной имеет более сложную конструкцию, что в свою очередь так же может сыграть свою роль, как минимум в формировании ценообразования, так как становится намного дороже чем разбухающий пакер. Наливные так же имеют меньший диаметр, что может положительно сказаться на спускоподъёмных операциях.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
6. Stephen Prensky. Recent advances in LWD/MWD and formation evaluation // World Oil. – March 2006. – P. 69–75.
7. Measurement-while-drilling system // European patent no. EP 0539240B1. Publ. 06.08.1997, Bulletin 1997/32.
8. Adjacent well telemetry system and method for use of the same // European patent no. EP 0918136A1. Publ. 26.05.1999, Bulletin 1999/21.
9. J. Petrovic, V. Petrovic, M.R. White, N.P. Beaulac. System and method for downhole telemetry // US patent no. US 2012/0256759A1. Publ. 11.10.2012.
10. Acoustic telemetry system with drilling noise cancellation // European patent no. EP 1185761B1. Publ. 25.01.2006, Bulletin 2006/04.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
15. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
16. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. – 25–38 с.
17. Мاستрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие— Москва: Академия, 2011. — 368 с.
18. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
20. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
21. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда».
22. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.

24. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы.
25. ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
27. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.003-14 Шум. Общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
30. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
31. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18-78 (с изменениями и дополнениями).
32. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.4.026-2015. ССБТ.Цвета сигнальные.Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
34. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
35. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
36. СНиП 52.13330-2011 Естественное и искусственное освещение.
37. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).
38. ГОСТ Р 50462-2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и

идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно-цифровых обозначений.

39. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

40. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

41. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирование скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

42. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	2,40
40	50	10	Ингуанская толща	N	1,30
50	130	80	Пелымская толща	N	1,30
130	150	20	Абросимовская свита	N	1,20
150	190	40	Туртасская свита	P ₃	1,20
190	310	120	Черталинская свита	P ₃	1,20
310	400	90	Тавдинская свита	P ₂₊₃ tv	1,20
400	500	100	Люлинворская свита	P ₁₋₂ ll	1,20
500	520	20	Талицкая свита	P ₁ tl	1,20
520	690	170	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,20
690	790	100	Слагородская свита	K ₂ slv	1,15
790	940	150	Ипатоская свита	K ₂ ip	1,15
940	960	20	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,15
960	1750	790	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,15
1750	2170	420	Вартовская свита	K ₁ vt	1,10
2170	2260	90	Тарская свита	K ₁ tr	1,10
2260	2555	295	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,10
2555	2570	15	Баженова свита	K ₁ -J ₃ bg	1,10
2570	2650	80	Наунакская свита	J ₂₋₃ nn	1,10
2650	2900	250	Тюменская свита	J ₂ tm	1,10
2900	2950	50	Палеозой	Pz	1,10

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки. (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	40	пески суглинки глины	30 20 50	Почвенно-растительный слой; пески серые, тёмно-серые, мелко-среднезернистые, реже крупнозернистые, иногда с прослоями гавелитов, суглинки буровато-серые, супеси и глины с прослоями лигнита, бурого угля.
N	40	150	пески глины	50 50	Неравномерноепереслаивание песков и глин. Пески светло-серые, мелкозернистые. Глины серые, буровато-серые, буровато-серые, иногда каолинизированные, алевролитистые. Встречаются прослои бурых углей, лигнита и обугленной растительности.
P ₃	150	310	пески глины	50 50	Неравномерноепереслаивание песков и глин. Пески серые, средние и мелкозернистые, преимущественно кварцевые. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, иногда каолинизированные, с прослоями алевролитов разностей, бурых углей и растительного детрита.
P ₂₊₃ tv	310	400	глины пески алевриты	80 10 10	Глины зеленовато-серые, зеленовато-серые, плотные, жирные на ощупь, с гнездами, присыпками и линзовидными прослойками песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатных, разномзернистых и алеволитов.
P ₁₋₂ II	400	500	глины алевриты пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, желто-зелёные, жирные на ощупь, в нижней части свиты опоковидные, местами переходящей в опоки, встречаются прослойки серых слюдястых алевролитов и разномзернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчанников.
P ₁ tl	500	520	глины алевриты пески	80 10 10	Глины темно-серые, буровато серые, до чёрных, плотные, иногда опоковидные, алевролитистые с пропластами и присыпками алеволитов и песков мелкозернистых, кварц-полевошпато-глауконитовых, с включениями пирита.
K ₂ gn	520	690	мергели глины алевриты пески	10 70 10 10	Мергели серые, зеленовато-серые, с прослоями глин; глины серые, тёмно-серые, участками известниковые с тонкими прослойками алеволитов и песков с останками раковин.
K ₂ slv	690	790	глины алевролиты песчанники	80 10 10	Глины серые,зеленовато-серые, комоватые, иногда опоковидные или алевролитистые, с редкими маломощными прослойками песчанников и алеволитов.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ ip	790	940	песчаники алевролиты глины	40 20 40	Песчано-алевролитовая толща с подчнёнными прослоями глин. Песчаники и алевролиты серые, тёмно-серые слабосцементированные, иногда глауконитовые, участками слоистые. Глины серые, тёмно-серые.
K ₂ kz	940	960	глины	100	Глины серые, тёмно-серые, плотные, тонкоплитчатые, листоватые и плитчатые, иногда известковые или алевроитые и слюдитые, с останками морской фауны и включениями пирита.
K ₁₋₂ pk	960	1750	глины алевролиты песчаники	30 20 50	Неравномерноепереслаивание глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато- серые, часто алевроитистые, комковые, косослоистые с зеркаламискольжения, с углубленным растительным детритом. Алевролиты серые, темно-серые, слюдитые, крепкие. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатные, слабосцементированные, иногда известковистые, крепкие с полого-косой слоистостью.
K ₁ vt	1750	2170	глины алевролиты песчаники	60 20 20	Неравномерноепереслаивание глин, алевролитов и песчаников с доминирующим преобладанием глинисто-алевролитовых пород. Глины пестроцветные, комковые, иногда алевроитистые. Алевролиты серые, зеленовато-серые, плоные. Песчаники светло-серые, серые, мелкозенистые, часто глинистые или алевроитистые, различной крепости.
K ₁ tr	2170	2260	песчаники алеровлиты аргиллиты	50 25 25	Песчаные пласты с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатные, слабосцементированные, однородные, иногда сцементированные, прослоями крепкие. Алевролиты серые, плотные, крепкие, слюдитые. Аргиллиты тёмно-серые, серые, плотные, крепкие с линзовидой косой слоистостью.
K ₁ klm	2260	2555	аргиллиты песчаники алеролиты	70 20 10	Аргилиты тёмно-серые, серые, плотные, крепкие, часто алевроитистые, слюдитые, с тонкими прослойками алевролитов с известковистыми прослойками морской фауны. В верхнейчастисвитынаблюдаетсянекотороеопесчанивание.
K ₁ .J ₃ bg	2555	2570	аргиллиты битуминозные	100	Битуминозныеаргиллиты тёмно-бурые до черных с коричневым оттенком, плотные, крепкие, иногда алевроитистые или карбонатизированные, участниками с прослойками сидерита.
J ₂₋₃ nn	2570	2650	песчаники угли алеровлиты аргиллиты	50 10 10 30	Переслаиваниеаргилитов, алевролитов, углистых аргиллитов и песчаников. В составееёвыделяетсядодвухугля.
J ₂ tm	2650	2900	песчаники угли алеровлиты аргиллиты	50 10 10 30	Неравномерное чередование аргилитов, алевролитов, песчаников и углей(до 12 угольных пластов).

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Pz	2900	2950	карбонатные терригенные метаморфизированные эффузивные породы		Эффузивы, метаморфизированные породы, известняки.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Краткое название Горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость мдарси	Глинистость, %	Расслоеность	Абразивность	Категория пород	
	от	до								по буримости	породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	40	пески	2,0	25-30	2500	10	1	X	I	мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	5	IV		
			глины	2,0	25-30	0	90	5	IV		
N	40	150	пески	2,1	20	1000	20	5	X	I	мягкая
			глины	2,4	30	0	90	5	IV		
P ₃	150	310	пески	2,0	25	10	50	5	X	I	мягкая
			глины	2,3	30	0	95	5	IV		
P ₂₊₃ tv	310	400	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			пески	2,1	25	10	10	5	X		
			алевриты	2,1	30	0	90	5	IV		
P ₁₋₂ ll	400	500	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевриты	2,2	25	0	90	5	IV		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
P ₁ tl	500	520	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевриты	2,2	25	0	90	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K ₂ gn	520	690	мергели	2,4	20	0	100	5	IV	I	мягкая
			глины	2,3	25	0	100	5	IV		
			алевролиты	2,2	25	0	40	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K ₂ slv	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		
K ₂ ip	790	940	песчаники	2,1	25	50-300	20	5	X	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	90	5	VI		
			глины	2,3	16	0	95	5	IV		
K ₂ kz	940	960	глины	2,35	16	0	100	5	IV	I	мягкая
K ₁₋₂ pk	960	1750	глины	2,35	16	0	95	5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	VI		
			песчаники	2,1	22	50-300	10-20	5	X		

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K _{1vt}	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K _{1tr}	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K _{2slv}	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		
K _{2ip}	790	940	песчаники	2,1	25	50-300	20	5	X	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	90	5	VI		
			глины	2,3	16	0	95	5	IV		
K _{2kz}	940	960	глины	2,35	16	0	100	5	IV	I	мягкая
K _{1-2pk}	960	1750	глины	2,35	16	0	95	5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	VI		
			песчаники	2,1	22	50-300	10-20	5	X		
K _{1vt}	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K _{1tr}	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K _{1klm}	2260	2555	аргиллиты	2,4	15	0	100	2	IV	III	твердая
			песчаники	2,2	22	10-20	0-20	2	X		
			алевролиты	2,4	20	0-10	30	2	VI		
K _{1-J3bg}	2555	2570	аргиллиты битуминозные	2,45	0	0	100	3	IV	III	твердая
J _{2-3 nn}	2570	2650	Песчаники	2,3	15	5-20	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	25	2	VI		
			аргиллиты	2,4	5	0	100	2	IV		
J _{2 tm}	2650	2900	песчаники	2,3	15	5-100	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	30	2	VI		
			аргиллиты	2,4	5	0	90-100	2	IV		

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Поглощение бурового раствора	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K ₁₋₂ pk, kl	960	2555		
Pz	2900	2950		
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении осложнений, склонных к осыпям и обвалам.
K ₁₋₂ pk	960	2555	Нефтеводопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Повышение скорости подъема инструмента.
J ₃₋₂ nn	2860	2895		
Q - P ₁₋₃	0	520	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
K ₂ - K ₁₋₂	520	1750		
K ₁ tr	2170	2260		

Приложение Б

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Таблица Б.1 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-1060	1060-2920
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G_{oc} , кН		175	120	104
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		—	262,48	191,37
M_p , Н*м		—	2635	2249
M_o , Н*м		—	147,65	107,65
$M_{уд}$, Н*м/кН		—	36,93	27,33

Приложение В

Компановка низа бурильных колонок по интервалам бурения

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–50 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0.40	393,7	—	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
9	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,521
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	10	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–1060 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–1060 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	0,441	295,3	—	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	К 295 М	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	—	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,036
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.3 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну (1060–2920)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1060–2855; 2900–2920 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	PDC БИТ В 713 УМ	0,4	215,9	—	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	—	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	24,9	178	90	3-147	Ниппель	3,610
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор К 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Ясс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	63,573
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2855–2890 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2855–2890 м)							
1	Бурильная головка БИТ215,9/100 (6х8мм)	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	33,2	178	90	3-147	Ниппель	4,814
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	62,146
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Приложение Г

Расчет бурильной колонны на прочность

Таблица Г.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	—	—	—	—	0,4	—	0,157	0,157	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0	—	—	—	8,3	0,1930	1,602	1,759	—	—	—
	Калибратор	203,0	80,0	—	—	—	0,6		0,473	2,232	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0	—	—	—	8,3	0,1930	1,602	3,834	—	—	—
	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	32,4	0,0295	0,956	4,790	1,98	>10	>10
Кондуктор													
50-1060 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	—	—	—	0,4	—	0,090	0,090	—	—	—
	Двигатель	240,0	—	—	—	—	8	—	2,005	2,095	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	33,2	0,1560	5,179	7,274	—	—	—
	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	1018	0,0295	30,04	37,32	1,53	6,27	3,38
Эксплуатационная													
2855-2900 Бурение КНБК №4	Долото	215,9		—	—	—	0,3	—	0,043	0,043	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	30	0,1560	4,680	4,723	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	33,2	0,1560	5,179	9,902	—	—	—
	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	2827	0,0295	83,38	93,28	2,37	2,51	1,61
1060-2920 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	—	—	—	0,4	—	0,044	0,044	—	—	—
	Двигатель	172,0	—	—	—	—	9,1	—	1,660	1,704	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	24,9	0,1560	3,884	5,588	—	—	—
	Калибратор	215,9	78,0	—	—	—	0,4	—	0,049	5,637	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	58,1	0,1560	9,064	14,70	—	—	—
	Яс гидрав.	171,0	63,6	—	—	—	3,5	—	—	14,70	—	—	—
	БТ	127,0	109,0	9,0	Е	ЗУ-155	2834	0,0295	83,59	98,29	2,05	2,38	1,54

Приложение Д

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Д.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Д.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенוגасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Д.4 – Результаты расчета системы бурового раствора
под интервал 0–2920 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	0,3937	-		
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,432
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 1,412
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 1,440
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 3,70
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 5,14
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 5,20
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	1060	1010	0,2953	0,3239		
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 3,55
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,60
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,60
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 3,70
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 5,50
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 1,10
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 9,20
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 8,10
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1060	2920	1860	0,2159			
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,80
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 2,80
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,80
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 6,50
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 6,50
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 1,0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 8,30

Таблица Д.5 –Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		Колонна эксплуатационная		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	61	3	300	15	597	24	958	39
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	3643	4	23144	24	43427	44	70214	71
Барит	Утяжелитель	25	489	20	513	21	506	21	1508	61
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	237	10	833	7	1305	53
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	447	18	502	20	949	38
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	71	3	160	2	231	10
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	245	10	690	30	935	38
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	1374	2	1460	2	2834	3
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	511	21	833	14	1344	54

Приложение Е

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Е.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, эксл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2350,2		12579,36		24600,27	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб		54639,74							

Таблица Е.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого по главе 7:	68292

Продолжение таблицы Е.2

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

Приложение Ж

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2920 м

Оборудование:

Бирровая установка: БУ 3200/200 ЭУК – 1М

Լեճեճկո: ԼԵԿ22-670

Телефонная система: 4x5

Pomona: P-700

Насосы: УНБТ-950

[illegible]